

Буріння нафтових і газових свердловин

УДК 622.245

ПОПЕРЕДЖЕННЯ МІЖПЛАСТОВОЇ МІГРАЦІЇ ГАЗУ В ПЕРІОД ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Я.С. Коцкулич

ІФНТУНГ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел. 4-21-53

О.В. Лужаниця

Полтавське відділення УкрНДГРІ, вул. Фрунзе, 149, м. Полтава, 36001

О.Г. Лазаренко

Полтавське відділення бурових робіт БУ "Укрбургаз", вул. Фрунзе, 173, м. Полтава, 36016

Описаны основные причины заколонных перетоков пластовых флюидов на стадии отвердевания тампонажного раствора. Раскрыты причины флюидоперетоков через столб цементного раствора за счет падения гидростатического давления на продуктивный пласт. Дано объяснение механизма снижения гидростатического давления, которое подтверждено результатами экспериментальных исследований.

Предложено добавлять к цементному раствору АКОВ_{Б300}, что придает структурные свойства воде затвердения, усовершенствована технология цементирования буровых скважин с применением двух порций тампонажного раствора с разными темпами набора прочности камня. Рецепт тампонажного раствора и технология прошли промышленную проверку при цементировании скважин буровыми предприятиями ДК "Укргазвидобування".

Basic causes of behind-the-casing flow of reservoir fluids at the stage of grouting mortar setting have been described. Also there have been analyzed fluid cross-flows through grouting mortar column as a result of the drop of hydrostatic pressure upon productive stratum. The mechanism of pressure reduction, proved by the experimental research, has been explained.

It has been suggested to add AKOV_{Б300} to grouting mortar, thus creating structure properties in mixing water. There has been improved the technology of well cementation, which is based upon the use of two portions of grouting mortar with different modes of rock setting. Grouting mortar composition and technology have been experimentally tested in the process of well cementation by drilling enterprises of "Ukrasvydobuvannia" joint-stock company.

Розмежування пластів є одним з найвідповідальніших етапів у циклі спорудження свердловин, оскільки від його якості залежить не тільки довговічність роботи свердловини, але й вирішення проблем охорони надр і довкілля. Однією з найнебезпечніших, з точки зору виникнення газонафтопроявлень (ГНВП) і міжпластових перетоків, є початкова стадія очікування твердіння цементного розчину. На цій стадії формування цементного каменю, коли він являє собою проникну матрицю продуктів гідратації твердої фази розчину, поровий

простір якої заповнений рідиною замішування, створюється небезпека для фільтрації через нього пластового флюїду, що є причиною суфозійного каналотворення.

Виникнення заколонних перетоків пластових флюїдів часто пов'язують з негерметичністю контактних поверхонь цементного кільця з обсадною колоною та гірською породою. Однак промислові дані вказують на те, що і в свердловинах, де за даними акустичного цементоміра існує щільний контакт цементного кільця з обсадною колоною та гірською породою, мають місце міжпластові перетоки. Це свідчить

про те, що на якість цементування впливає ціла низка причин, головними з яких є:

- неповне видалення промивальної рідини і фільтраційної кірки із зони цементування;
- неправильно підібрані технологічні параметри цементного розчину (густина, строки загуснення, фільтратовіддача та ін.);
- висока проникність цементного розчину на ранній стадії гідратації;
- осмотичний масоперенос;
- усадка цементного каменю при твердінні;
- неякісне зчеплення цементного каменю зі стінкою свердловини і обсадною колоною та інші.

Необхідною умовою для поступлення пластового флюїду в затрубний простір зацементованої свердловини є виникнення рушійної сили, що досягається в першу чергу перевищенням пластового тиску над гідростатичним тиском стовпа цементного розчину в зоні флюїдонасиченого пласта.

Лабораторними і промисловими дослідженнями встановлено, що після протискування цементного розчину в за колонний простір у процесі його тужавіння відбуваються процеси, які призводять до зниження гідростатичного тиску, що створюється стовпом цементного розчину. Дослідженню причин зниження гідростатичного тиску присвячені роботи багатьох вітчизняних і зарубіжних вчених. Автори [1] процес зниження гідростатичного тиску умовно поділяють на дві стадії. На їх погляд, перша стадія проходить до початку тужавіння тампонажного розчину, а друга – в процесі тужавіння і твердіння цементного розчину. Серед факторів, що сприяють зниженню тиску до початку тужавіння, виділяються такі головні фактори, як седиментація твердої фази і тиксотропність тампонажного розчину, зависання твердої фази на стінках свердловини, контракція тампонажного розчину. Зниження гідростатичного тиску на другій стадії, на думку різних авторів, відбувається за рахунок перетворення коагуляційної структури розчину у кристалізаційну структуру тампонажного каменю, контракції цементного розчину в процесі тужавіння, зависання частинок цементу на стінках свердловини і утворення кристалічного каркасу з продуктів гідратації та інші.

Виходячи з причин зниження гідростатичного тиску стовпа цементного розчину, різними авторами рекомендуються заходи з попередження міграції пластового флюїду в період тужавіння і твердіння цементного розчину. Наприклад, пропонується зниження до мінімально можливої висоти стовпа тампонажного розчи-

ну, збільшення густини промивальної рідини, яка заповнює затрубний простір вище тампонажного розчину, підвищення густини рідини для приготування тампонажного розчину, застосування ступеневого цементування та розділюючих за колонних пакерів, використання порцій тампонажних розчинів з різним строком тужавіння та інші.

Для дослідження характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину та вимірювання його величини в процесі гідратації в'язучого автором була розроблена спеціальна приставка до автоклавної установки [2]. З метою поглибленого вивчення процесів, що впливають на зміну величини тиску, що передається стовпом тампонажного розчину, паралельно проводилися рентгенофазові та диференційно-термографічні аналізи, вимірювання відкритої пористості і вологості цементного розчину на початковій стадії тужавіння. Експериментальними дослідженнями встановлено залежність між величиною гідростатичного тиску і міцністю цементного каменю на стиск незалежно від типу в'язучого, вмісту і типу регуляторів строків тужавіння тампонажного розчину та інших факторів. Граничні величини міцності цементного каменю на стиск, при яких починається зниження коефіцієнта передачі гідростатичного тиску і повністю припиняється, відповідно дорівнюють близько 0,56 і 1,42 МПа. Таким чином, забезпечити якісне розмежування пластів в період тужавіння і на ранній стадії твердіння цементного розчину можна шляхом використання двох порцій тампонажних розчинів з різним типом набору міцності каменю на стиск, причому міцність тампонажного каменю з нижньої порції розчину повинна досягати не менше 1,42 МПа до того, як міцність каменю з верхньої порції досягне величини 0,56 МПа [3].

Враховуючи результати експериментальних досліджень, нами розроблена удосконалена технологія розмежування продуктивних горизонтів для гірничо-геологічних умов буріння свердловин на площах бурового управління “Укрбургаз” [4]. Для розмежування газоносних горизонтів після спуску експлуатаційної колонни рекомендується цементування останньої здійснювати двома порціями тампонажного розчину з різними темпами набору міцності цементного каменю, як було зазначено вище. Підбір рецептур тампонажного розчину різних порцій здійснюється з врахуванням тривалості їх закачування і температури свердловини у відповідних інтервалах.

Аналіз результатів експериментальних досліджень показав, що для попередження про-

риву пластового флюїду через пористе середовище цементного каменю у початковий період очікування твердіння цементного розчину (після закінчення тужавіння і до закінчення процесу заростання порових каналів) найдоцільнішим є зв'язування надлишкової води і утворення сполуки з початковим напруженням зсуву після протискування тампонажного розчину у заданий інтервал.

Для хімічного зв'язування надлишкової води широко застосовуються кремнійорганічні сполуки з ряду силанів – галогенпохідні поліорганілсилосани. Цей клас речовин утворюється шляхом гідролізу мономірних кремнійфункціональних сполук з наступною поліконденсацією продуктів гідролізу у гелеподібні органілсилани з високими реологічними параметрами. При подальшій дегідратації органілсилани утворюють низькопроникну (гідрофобну) плівку на поверхні інших речовин. Кремнійорганічні матеріали типу АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} (суміші поліефірів ортокремнієвої кислоти – органілхлорсилани) виготовляються згідно з ТУ 39-1331-88 і ТУ 39-0147009-90 ВО “Кремнійполімер” (м.Запоріжжя). Традиційно АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} використовуються для кріплення ґрунту і гідроізоляції, а також для ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах з температурами відповідно від 10 до 120°C і від 120 до 300°C [5]. У присутності води тампонажні матеріали з домішкою АКОР гідролізуються, в результаті чого утворюються різні водорозчинні продукти (гідроксильний радикал $R_nSi(OH)_{4-n}$, який у подальшому твердіє, і соляна кислота HCl). Продуктами гідролізу матеріалів АКОР є також полікремнієва та ортокремнієва кислоти, які при взаємодії з солями, що містяться у мінералізованих пластових водах, утворюють важкорозчинні або нерозчинні солі і силікати, які додатково знижують проникність пористого середовища [6]. Забезпечення високих градієнтів тиску прориву води і стійкості полімеру у гідротермальних умовах сприяє як хімічна взаємодія, так і фізична адсорбція полісилосанів на активній поверхні силікатів, оксидів метанів або на інших поверхнях, що містять гідроксильні групи OH [7].

Необхідна концентрація АКОР у тампонажному розчині визначалася з умови зв'язування вільної рідини замішування і надання їй початкового напруження зсуву, а також збереження тампонажним розчином необхідних технологічних властивостей, низької пористості тампонажного каменю на ранній стадії твердіння та інші. Для дослідження впливу АКОР на технологічні властивості тампона-

жного розчину використовувався розчин з тампонажного портландцементу ПЦТ-100 з В/Ц=0,5 та цементно-золяна суміш (зола Куравівської ТЕС) у співвідношенні 1:1 з В/Ц=0,52.

Встановлено, що введення АКОР до тампонажного розчину підвищує їх рухливість, в результаті чого знижуються втрати тиску при закачуванні і протискуванні розчину, а також створюється можливість забезпечити турбулентність течії при менших швидкостях руху та підвищення повноти витіснення промивальної рідини тампонажним розчином [8]. Седиментаційна стійкість тампонажних розчинів з домішками АКОР, незважаючи на підвищений вміст води, у 2÷10 разів вища, ніж у базових рецептурах.

Лабораторними дослідженнями [9] встановлено, що прокачуваність тампонажних розчинів з одночасним домішком АКОР_{Б300} і НТФК значно вища, ніж розчинів з добавкою тільки НТФК, завдяки чому можна зменшити вміст НТФК у 2-4 рази. Введення до тампонажного розчину АКОР_{Б300} практично не впливає на міцнісні характеристики тампонажного каменю, в той же час ізотропність останнього підвищується на 35-40%.

Результати експериментальних досліджень показали, що домішок АКОР_{Б300} забезпечує суттєве зниження проникності цементного розчину і каменю в процесі тужавіння та на ранній стадії твердіння [9]. Зниження газопроникності тампонажного каменю з домішками АКОР_{Б300} спостерігається і на пізніх стадіях ОТЦ, що пояснюється додатковим ущільненням структури каменю внаслідок кольматації порового простору гелем та утворенням непроникної полімерної плівки з продуктів поліконденсації. Домішки АКОР_{Б300} практично не зменшують величини розширення тампонажного розчину і каменю з цементно-золяних сумішей, а корозійна стійкість каменю підвищується.

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено регламент на цементування свердловин для бурових підприємств ДК “Укргазвидобування”. Рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин та використання домішок АКОР_{Б300} успішно пройшли перевірку при цементуванні свердловин підприємствами ДГП “Полтавнафтогазгеологія”, НГВУ “Охтирканфтогаз” та інших.

Література

1. Левойн Д.К., Томас Э.У., Безнер Х.П., Толпе Д.К. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой сква-

жини // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980, -№10.

2. Лазаренко О.Г. Лабораторна установка для дослідження природи виникнення каналів у стовпі тампонажного розчину // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ. - 1997. - № 34.

3. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г. Шляхи попередження міграції пластового флюїду в період ОТЦ // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ. - Т.2. – 1998. - № 35.

4. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г., Михайленко С.Г. Технологія цементування свердловин з потенційною міграцією пластових флюїдів // Нафтова і газова промисловість. – 2000. - №5.

5. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования

материала АКОР_{Б100}. // Нефтяное хозяйство. 1999. -№ 2.

6. Харитонов Н.П., Иванова Ю.А., Глушаков Н.Е. Кремнийорганические соединения и материалы для повышения долговечности бетона. – Л.: Наука, 1982.

7. Харитонов Н.П., Веселов П.А., Кузинец А.С. Вакуумплотные материалы на основе полиорганосилоксанов. – Л.: Наука, 1976.

8. Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г. До проблеми герметичності затрубного простору на ранніх стадіях тужавіння тампонажного розчину // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ. – 1997. -№34.

9. Лазаренко О.Г. Підбір рецептури тампонажного розчину з домішками кремнійорганічних рідин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ. – 1997. - №34.

УДК 622.24.053

СПРОЩЕННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ СХЕМИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Б.Д. Малько., Я.І. Козак

ІФНТУНГ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел. (03422) 42342

Выведены формулы для приведения распределенной массы колонны буровых труб с утяжеленным низом к одной сосредоточенной массе и для приведения жесткости колонны.

There have been derived the formulars for reduction of drilling string distinguished mass with the heavy bottom to the one lumped mass and for the reduction of string toughness.

При дослідженнях динамічних процесів, які відбуваються в колоні бурових труб в процесі виконання спуско-підіймальних операцій, використовують різні динамічні моделі. В багатьох роботах [1-6] колона труб розглядається як довгий стержень з рівномірно розподіленою масою або стержень із ступінчасто-змінною масою [3, 6]. Такі схеми дають теоретично точні розв'язки задач з визначення частот власних коливань і навантажень в поперечних перетинах труб. У всіх відомих дослідженнях визначались максимальні навантаження і напруження у верхньому перерізі колоні труб, де вони найбільші. При цьому розв'язки рівнянь коливань довгих колон мають складний вигляд і потребують обчислень громіздких рядів, що

суттєво ускладнює їх використання в інженерних розрахунках. Тому були запропоновані розрахункові схеми колоні труб, в яких розподілені маси замінюються зведеними дискретними масами, з'єднаними між собою пружними елементами [4,7,8,9]. З цією метою використовуються методи кінцевих різниць, метод прямих і метод прямої дискретизації системи з розподіленою масою [10,11]. Перший з названих методів дає змогу перейти від розв'язання диференціального рівняння в частинних похідних до системи звичайних алгебраїчних рівнянь. Для цього суцільна область (колона труб) замінюється сіткою, у вузлах якої розглядається поведінка досліджуваної функції. Всі похідні як по просторовій координаті, так і по часу на-